

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/29_2016

УДК 553.98:551.736(470.42)

Боровиков И.С.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ivanbs@yandex.ru

ПЕРМСКИЙ КОМПЛЕКС КАК НОВЫЙ ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ОБЪЕКТ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ УЛЬЯНОВСКОЙ ОБЛАСТИ

Анализ нефтеносности осадочного чехла Мелекесской впадины позволил определить пермский терригенно-карбонатный нефтегазоносный комплекс как возможно перспективный на обнаружение залежей углеводородов. При прогнозе новых поисковых объектов применялись разноплановые геологические методы в последовательности, отражающей основные этапы процесса углеводородонакопления. В результате проведенных исследований, на западном борту впадины выделено 14 локальных структурных ловушек, перспективных на выявление новых скоплений природных битумов и, возможно, тяжелых высоковязких нефтей. Предварительно оценены их ресурсы по категории Д₀.

Ключевые слова: пермские отложения, бассейновое моделирование, структурная ловушка, природные битумы, Мелекесская впадина.

В Ульяновской области открыто 52 месторождения нефти. Начальные суммарные запасы (НСЗ) нефти области с учетом накопленной добычи составляют 318,0/98,9 млн. т (геологические/извлекаемые).

Большая часть из них сосредоточено в левобережной части на западном борту Мелекесской впадины, где выявлено 40 месторождений (рис. 1), в которых сконцентрировано 297,7/90,8 млн. т НСЗ, или более 90% от общих запасов всей области. Накопленная добыча составляет 8,0 млн. т, запасы категорий АВС₁ – 155,9/43,4 млн. т, категории С₂ – 133,8/39,4 млн. т. Преобладают (85%) тяжелые нефти с плотностью более 0,9 г/см³.

Распределение месторождений позволяет выделить основные нефтегазоносные комплексы (НГК) и оценить запасы по каждому из них (рис. 2). Основным нефтеносным комплексом (33,5%) является визейский терригенный (С₁bb-tl) НГК, где коллекторский потенциал связан с песчаными отложениями бобриковского горизонта. Роль флюидоупора выполняют регионально развитые глинистые породы тульского горизонта.

Меньшая доля запасов - 22,5% - относится к нижележащему верхнедевонско-турнейскому карбонатному (D₃fm+C₁t) НГК, в котором коллекторские толщи представлены карбонатами фамена и турне, экранируемыми зонально развитыми глинистыми пачками бобриковского горизонта.

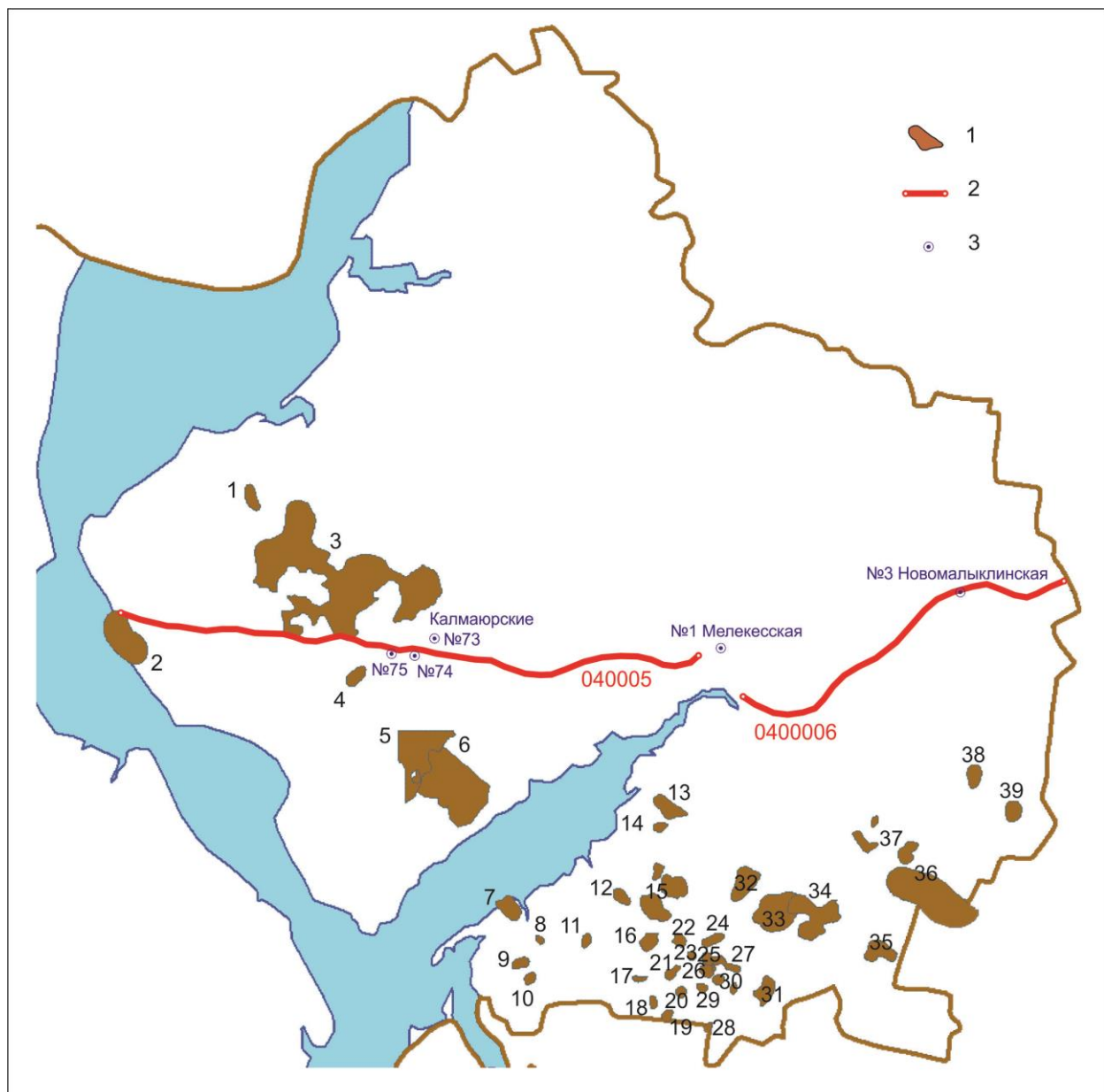


Рис. 1. Схема левобережной части Ульяновской области с месторождениями нефти

1 – месторождение нефти, 2 – сейсмический профиль, 3 – скважина. Месторождения: 1 – Чердаклинское, 2 – Красноярское, 3 – Поповкинское, 4 – Калмаюрское, 5 – Северо-Зимницкое, 6 – Зимницкое, 7 – Кондаковское, 8 – Майское, 9 – Северо-Сусканское, 10 – Восточно-Сусканское, 11 – Александровское, 12 – Северо-Филипповское, 13 – Приморское, 14 – Южно-Лебяжинское, 15 – Аллагуловское, 16 – Правдинское, 17 – Безымянное, 18 – Южно-Вишенское, 19 – Степное, 20 – Западное, 21 – Вишенское, 22 – Филипповское, 23 – Бирлинское, 24 – Восточно-Бирлинское, 25 – Восточно-Филипповское, 26 – Южно-Филипповское, 27 – Уткинское, 28 – Овражное, 29 – Восточное, 30 – Западно-Радужное, 31 – Радужное, 32 – Равнинное, 33 – Мордовоозерское, 34 – Рудневское, 35 – Кудряшевское, 36 – Лабитовское, 37 – Новолабитовское, 38 – Новобесовское, 39 – Кустовское, 40 – Куликовское.

Поровые карбонатные коллекторы, перекрытые региональной глинистой покрывкой верейского возраста, формируют природные резервуары башкирского карбонатного НКК (C_2b), объединившие 25,4% запасов. На отдельных площадях в верейском интервале разреза также присутствуют карбонатные пласты, обладающие коллекторскими свойствами, с которыми связаны запасы верейского карбонатно-терригенного комплекса (C_{2vr} , 17,5%).

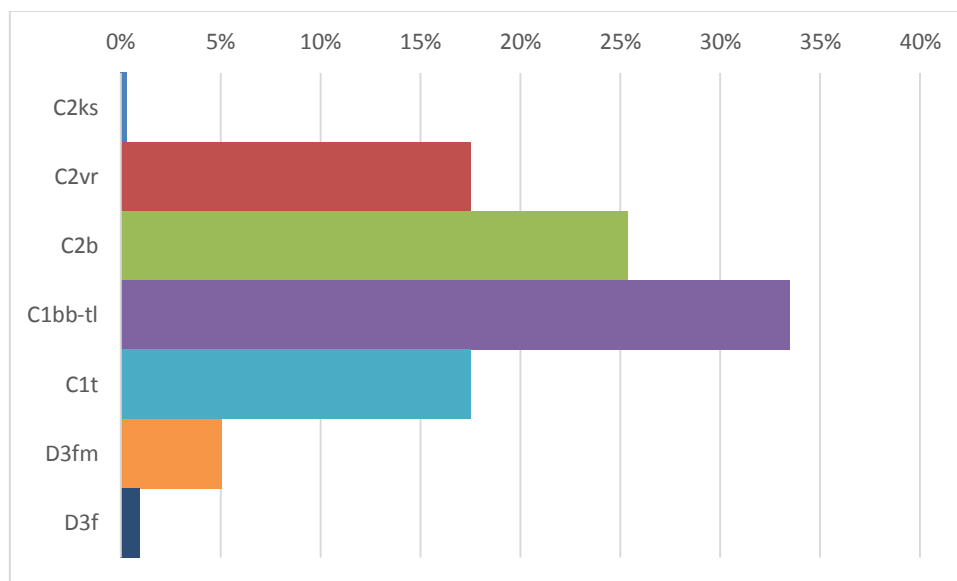


Рис. 2. Распределение начальных суммарных запасов нефти по нефтегазоносным комплексам левобережной части Ульяновской области

Нефтегазовые комплексы: C₂ks – каширский, C₂vr – верейский, C₂b – бакирский, C₁bb-tl – визейский, C₁t – турнейский, D₃fm – фаменский, D₃f – франский.

Незначительная доля запасов – не более 0,3% - сконцентрирована в среднекаменноугольных каширских отложениях, где коллектором и покрывкой являются одновозрастные известняки.

Диаграмма (см. рис. 2) указывает на отсутствие в структуре НСЗ запасов нефти в пермском терригенно-карбонатном комплексе. В его отложениях выявлены только битумопроявления, хотя и в значительном количестве. Однако на сопредельных территориях Республики Татарстан на восточном борту Мелекесской впадины и западном склоне Южно-Татарского свода (рис. 3) доказана промышленная нефтеносность казанского и уфимского ярусов открытыми месторождениями.

В этой связи целесообразно оценить возможность присутствия новых нефтегеологических объектов в пермских отложениях западного борта Мелекесской впадины. Эти отложения на данной территории распространены повсеместно и представлены в сокращенном стратиграфическом объеме. Также отмечается выклинивание пермских отложений в западном направлении (рис. 4).

Наиболее древние образования ассельско-сакмарского возраста сложены толщей ангидритов и гипсов с прослоями тонкозернистых и пелитоморфных доломитов светло-серых и желтовато-серых глинистых, сульфатизированных, участками известковистых, плотных. С коллекторами ассельско-сакмарского интервала связана незначительная (не более 20%) доля выявленных битумопроявлений.

Отсутствие в разрезе артинских, кунгурских и уфимских отложений свидетельствует о

значительном перерыве в осадконакоплении в предсреднепермское время, в результате которого казанские образования со стратиграфическим несогласием перекрывает нижепермский разрез.

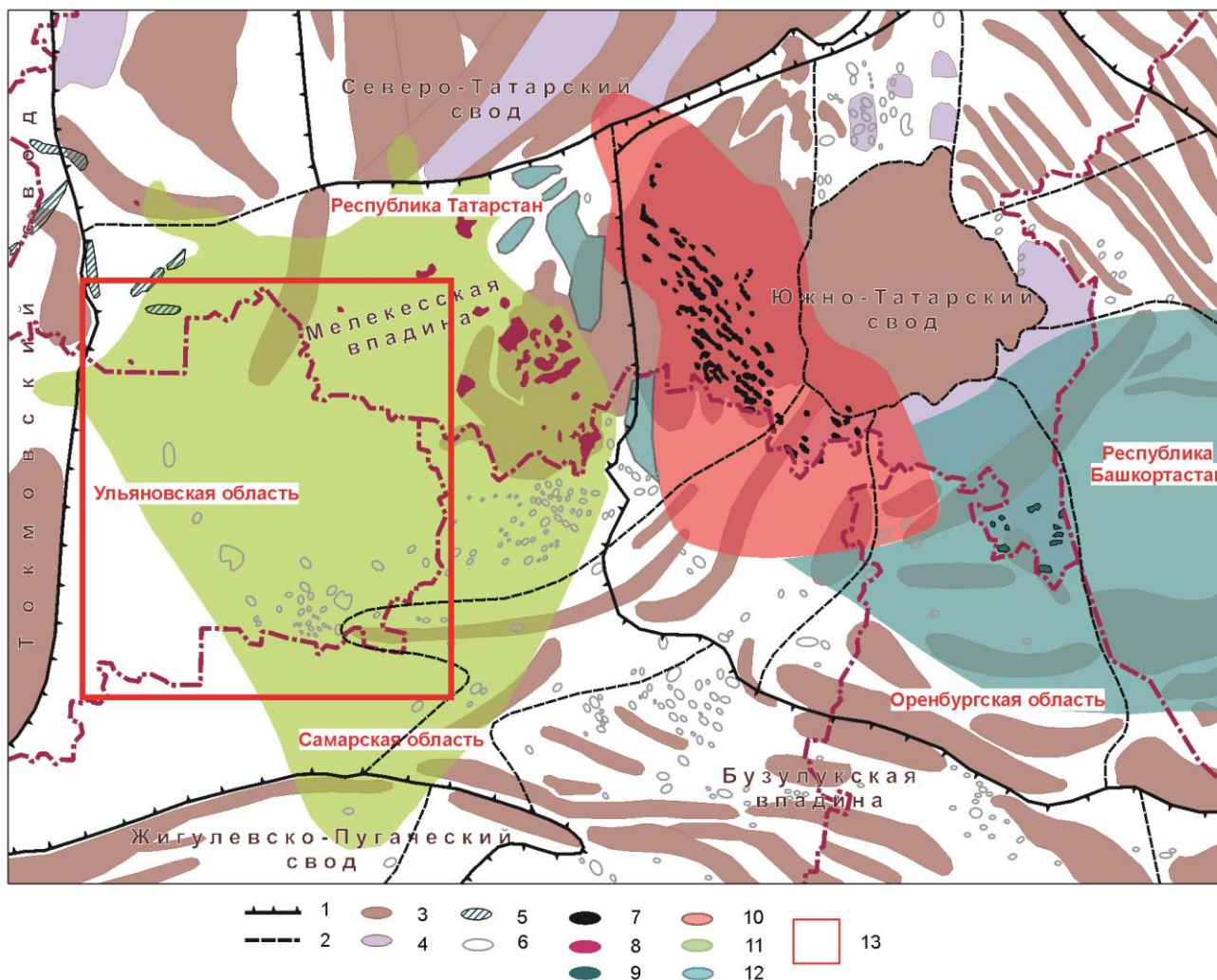


Рис. 3. Карта распространения перспективных отложений пермской системы
[Хисамов и др., 2012]

Границы: 1 – тектонических структур первого порядка, 2 – частей структур первого порядка. Границы тектонических элементов второго порядка: 3 – валообразные зоны, 4 – зоны прогибов, 5 – зоны складчатых дислокаций, 6 – месторождения нефти в отложениях девона и карбона. Залежи сверхвязкой битумной нефти пермской системы: 7 – уфимского яруса, 8 – казанского яруса, 9 – нижнепермского отдела. Перспективные территории: 10 – уфимского яруса, 11 – казанского яруса, 12 – нижнепермского отдела, 13 – район исследования.

Отложения нижнеказанского подъяруса развиты повсеместно и имеют преимущественно глинисто-карбонатный состав. Нижние части разреза представлены плотными часто окремненными мергелями, перекрытыми глинистыми известняками и доломитами коричневато-серыми пелитоморфными, содержащими остатки богатой и разнообразной фауны, неравномерно сульфатизированными, в целом, плотными, участками пористыми, кавернозно-пористыми.

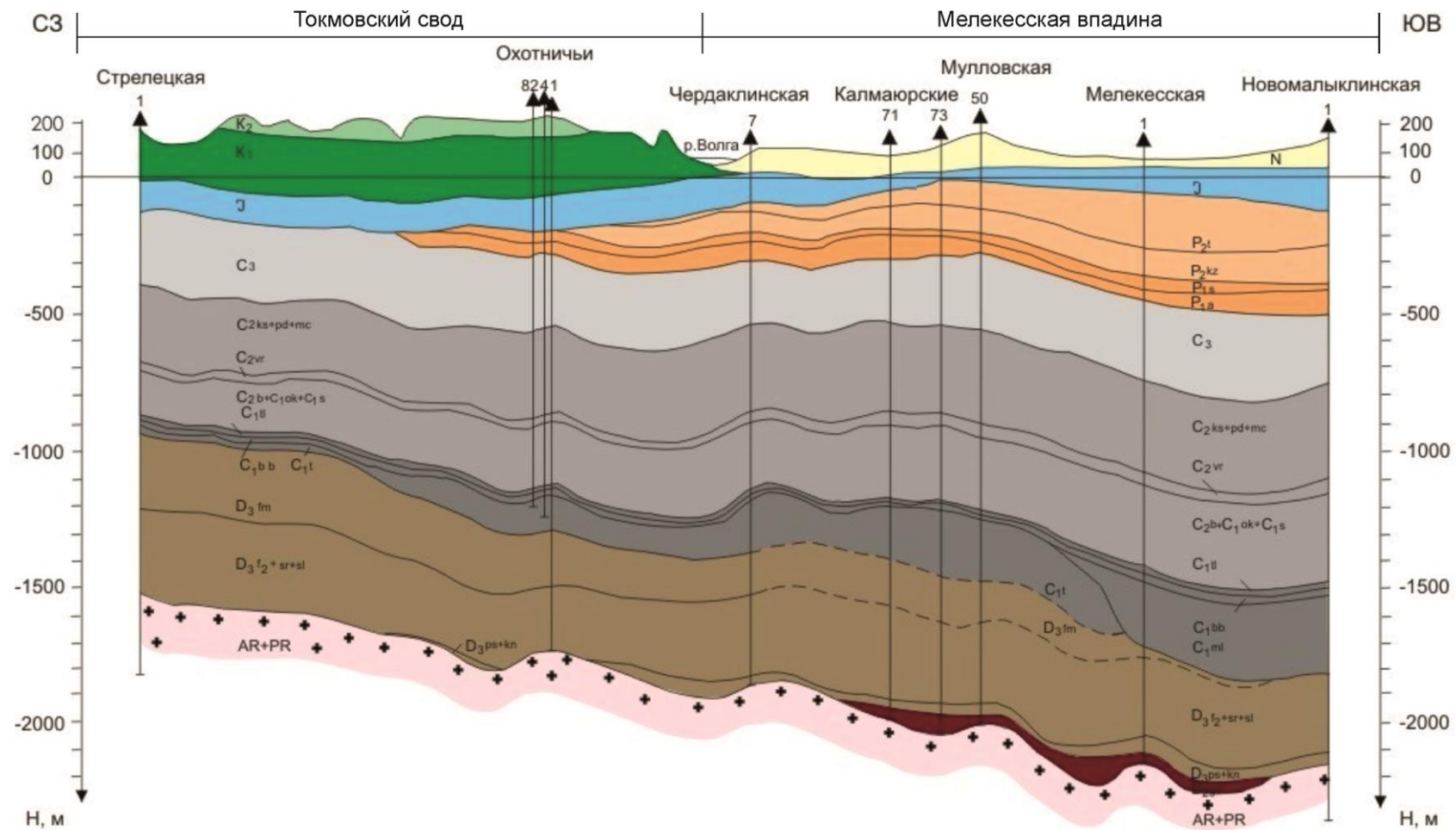


Рис. 4. Геологический разрез по линии скважин Стрелецкая-1 – Новомалыклинская-1 (А.П. Силаенков, ФГУ ГНПП «Спецгеофизика», 2001 г.)
N – неогеновая система, *K* – меловая система: *K*₁ – нижний отдел, *K*₂ – верхний отдел, *J* – юрская система, *P* – пермская система: *P*_{1a} – ассельский ярус, *P*_{1s} – сакмарский ярус, *P*_{2kz} – казанский ярус, *P*_{3t} – татарский ярус, *C* – каменноугольная система: *C*_{1t} – турнейский ярус, *C*_{1ml} – малиновский горизонт, *C*_{1bb} – бобриковский горизонт, *C*_{1tl} – тульский горизонт, *C*_{1ok} – окский надгоризонт, *C*_{1s} – серпуховской ярус, *C*_{2b} – бакирский ярус, *C*_{2vr} – верейский ярус, *C*_{2ks} – каширский горизонт, *C*_{2pd} – подольский горизонт, *C*_{2mc} – мячковский горизонт, *C*₃ – верхний отдел, *D* – девонская система, *D*_{3fm} – фаменский ярус, *D*_{3f} – франский ярус, *D*_{3ps} – пашийский горизонт, *D*_{3kn} – кыновский горизонт, *D*_{2zv} – живетский ярус, *AR+PR* – фундамент.

Разрез верхнеказанских отложений отличается повышенной сульфатностью, особенно в нижней части, наличием мощной толщи гипсов серовато-белых кристаллических, иногда переходящих в ангидрит голубовато-серый, с прожилками и включениями, а в средней части толщи с прослоями доломита светло-серого пелитоморфного. Верхняя часть подъяруса сложена доломитами светло-серыми и серыми преимущественно пелитоморфными, участками заметно зернистыми, загипсованными, с конкрециями кремня, с маломощными прослоями гипса и ангидрита.

Казанские отложения перекрыты выдержанной по площади глинистой толщей татарского возраста.

Большинство битумопроявлений в пермском интервале связано с верхнеказанским подъярусом [Шаргородский, Ахметшин, Зинатова, 2012]. Они выражены сплошной пропиткой битумом или слабым запахом углеводородов (УВ), приурочены к трещиноватым и кавернозным доломитам и оолитовым известнякам, залегающим пропластками среди сульфатных пород. С большей вероятностью казанские отложения следует рассматривать в качестве перспективной части всего разреза перми Ульяновской области [Шаргородский, Ахметшин, Зинатова, 2012].

При изучении перспектив нефтегазоносности пермских отложений последовательно проанализированы все основные этапы процесса углеводородонакопления:

- 1) генерация УВ;
- 2) первичная аккумуляция УВ в ловушках с образованием сингенетичных залежей;
- 3) сохранение залежей, или, в более широком плане, эволюция залежей в геологической истории нефтегазоносного бассейна (НГБ), включая их переформирование, разрушение, изменение фазового состава и т.п.

На первом этапе работы проведена оценка условий генерации и эмиграции УВ в пределах западного борта Мелекесской впадины. В качестве основного инструмента исследований использовано бассейновое моделирование (в формате 2D) в программном комплексе Weisip-Franlab Temis Flow.

Основой для построений послужили сейсмические профили 040005 и 040006. Положение основных и дополнительных отражающих горизонтов откорректировано соответственно данным стратиграфических разбивок по скважинам Мелекесская-1, Калмаюрская-74 и Новомалыклинская-3 (см. рис. 1). Литологические индексы введены согласно библиотеке литологии IFR, входящей в используемый программный комплекс.

Для оценки нефтематеринского потенциала пород использованы средние значения результатов аналитических геохимических исследований (табл. 1) по 22 скважинам (Е.В. Постнова, АО «НВНИИГТ», 2010 гг.): Суходольская-74, Бирлинская-44,

Большеавралинская-1, 2, 26, Еремкинская-2, Кондаковская-1, Краснореченская-4, Лебяжинская-24, 25, 37, 38, 39, Новолабитовская-40, Новомалыклинская-8, 9, Новофилипповская-154, 160, Северо-Филипповская-1, Восточно-Сусканская-33, 38, Чердаклинская-8, расположенных в пределах Мелекесской впадины.

Таблица 1

**Средние геохимические параметры потенциально нефтематеринских пород
Ульяновской области**

Потенциально нефтематеринские горизонты	Содержание $C_{орг}$ (ТОС), %	Показатели пиролиза		Потенциальная продуктивность РУ (S_1+S_2)	Индекс продуктивности, PI	T_{max}	Водородный индекс, HI
		S_1	S_2				
C_{1t}	2,2	0,99	8,65	9,64	0,10	427	391,8
D_{3fm}	3,1	1,74	14,66	16,40	0,11	430	477,1
D_{3mn}	4,7	3,81	21,25	25,06	0,15	430	449,7
D_{3dm}	10,0	4,87	51,61	56,48	0,11	425	514,8
D_{3sr}	0,7	0,08	1,13	1,21	0,07	433	166,2
D_{3tm}	1,6	0,12	1,60	1,73	0,07	428	101,8
D_2zv	0,8	0,08	0,94	1,02	0,08	434	122,4

Породы среднедевонско-нижнефранского комплекса (D_{2zv} - D_{3tm}) представлены терригенными осадками мелководного шельфа и по содержанию $C_{орг}$ и показателям пиролиза S_1 и S_2 классифицируются как бедные (по величине генерационного потенциала).

В качестве более перспективных нефтематеринских толщ (НМТ) можно выделить: толщу *среднефранского подъяруса верхнего девона*, объединяющую саргаевский (D_{3sr}), мендымский (D_{3mn}) и доманиковый (D_{3dm}) горизонты, и *фаменско-турнейскую толщу* (D_{3fm} - C_{1t}) (см. табл. 1). Они представлены глинистыми и глинисто-карбонатными отложениями с высоким содержанием $C_{орг}$. Мощности среднефранского подъяруса составляют 70-150 м, в том числе доманикового горизонта – 35-50 м, фаменско-турнейской толщи – 100-200 м. Доля пропластков обогащенных РОВ в среднефранских разрезах достигает в районе Камско-Кинельских прогибов 50-60% (рис. 5).

Наиболее обогащенные пропластки представлены «классическими доманиками с хорошим, очень хорошим и прекрасным генерационным потенциалом» (Е.В. Постнова, АО «НВНИИГГ», 2010 г.). Это позволило задать геохимико-кинетические параметры потенциальных НМТ среднефранско-турнейского комплекса типа керогена IIS, приведенным в соответствии библиотеке керогенов Temis.

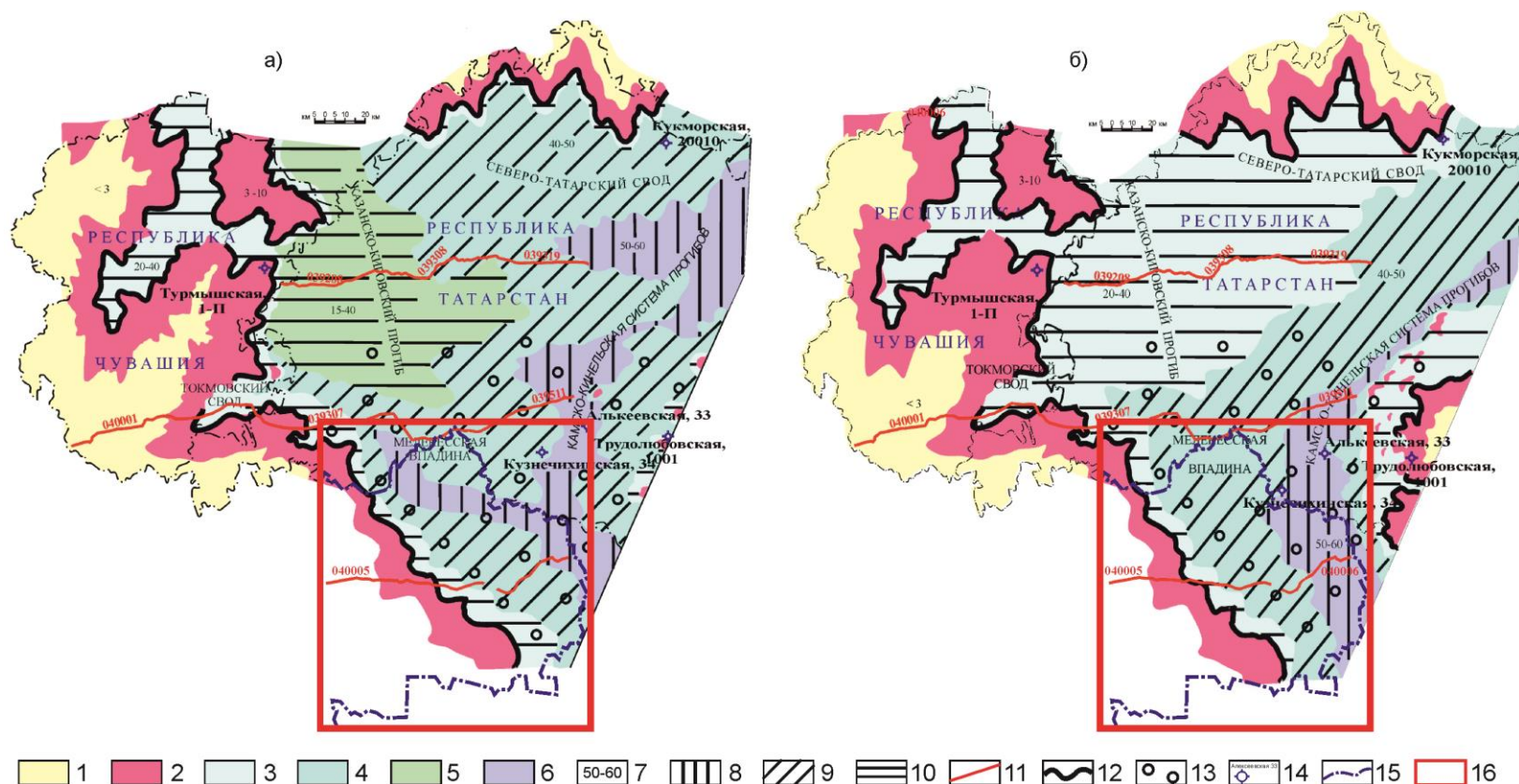


Рис. 5. Карта прогноза распространения и продуктивности нефтематеринских пород (Е.В. Постнова, АО «НВНИИГТ», 2010 г.)

а) средне-верхнефранская нефтегазоматеринская толща, б) фаменско-турнейская нефтегазоматеринская толща. Область развития карбонатной подформации: 1 – зона развития отложений закрытого шельфа и прибрежных лагун, 2 – зона развития отложений барьерной рифовой системы. Область развития карбонатно-глинистой подформации: 3 – зона развития отложений верхней части склона перекрытых верхнефаменскими карбонатными клиноформами, 4 – зона развития отложений нижней части склона, перекрытых турнейскими карбонатными клиноформами, 5 – зона развития отложений верхней части склона, перекрытых конусами выноса песчано-глинистых отложений услонской свиты, 6 – зона развития депрессионных отложений (преимущественно глинистый разрез), 7 – % содержания материнских пород в составе средне-верхнефранской толщи. Категории материнских пород по генерационному потенциалу: 8 – очень хорошие и отличные, 9 – хорошие и очень хорошие, 10 – средние (удовлетворительные), 11 – региональные профили, 12 – граница распространения средне-верхнефранской нефтематеринской толщи, 13 – основной очаг генерации УВ (зона распространения зрелых пород), 14 – изученные скважины, 15 – административные границы Ульяновской области и Республик Чувашия и Татарстан, 16 – район исследования.

Согласно результатам геохимического моделирования наиболее продуктивными нефтематеринскими толщами являются отложения доманикового горизонта верхнего девона (D_3dm). Активация процессов генерации углеводородов (УВ) в доманиковом горизонте началась в начале пермского времени (300 млн лет назад), когда отложения вошли в зону катагенетической преобразованности MK_1 . По расчетным значениям отражательной способности витринита (рис. 6), данные отложения, начиная с позднепермского времени, входят в зону катагенеза стадии MK_2 , что соответствует основному окну нефтегенерации. Степень фактической реализации генерационного потенциала ОВ (Transformation Ratio (TR)) доманиковых отложений составляет 65-73% (рис. 7). По результатам бассейнового моделирования масштабы генерации нефти в отложениях доманикового горизонта достигают 4400-6000 кг/м² (рис. 8, табл. 2).

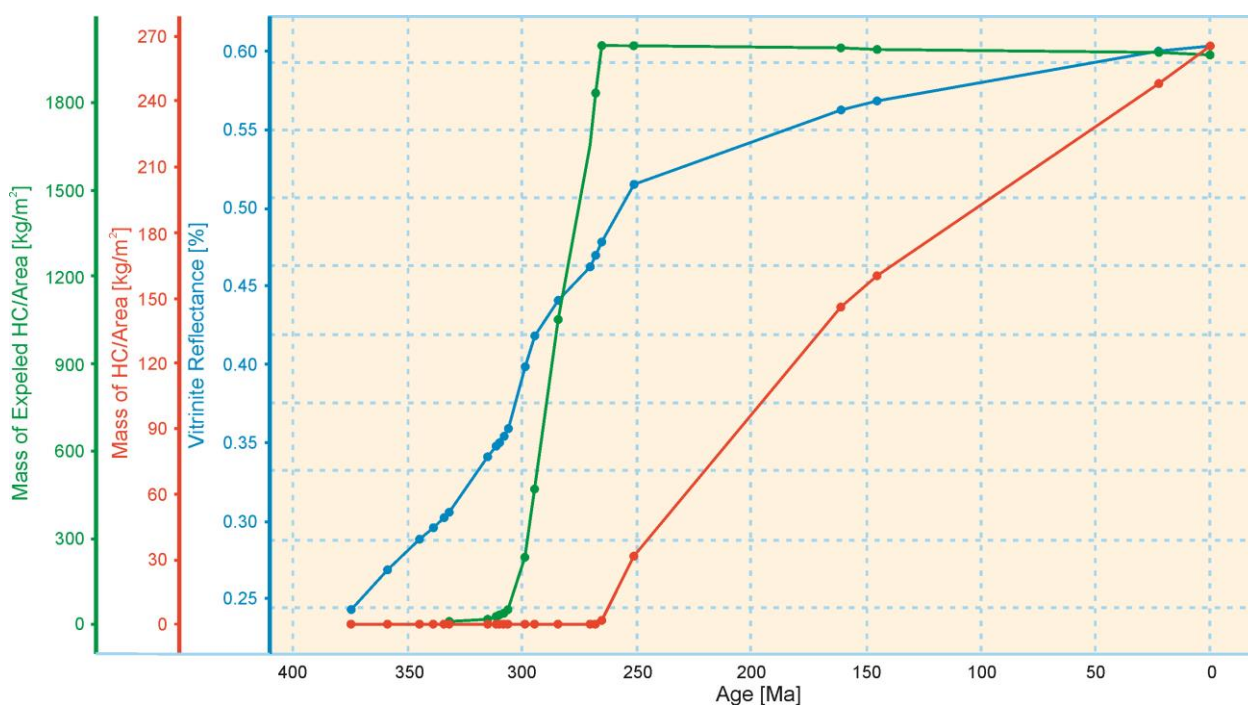


Рис. 6. Изменение показателей отражательной способности витринита (R^o), остаточные углеводороды (Mass of C_6+), эмигрировавшие углеводороды (Mass of Expelled C_6+) по основному нефтематеринскому горизонту D_3dm (доманиковый)

По изменению основных показателей (см. рис. 6) процессы эмиграции нефтяного флюида начались около 255-260 млн лет назад (P_3t). Максимальный масштаб эмиграции составил 4300-5700 кг/м² (см. табл. 2).

Основной очаг генерации установлен в осевой зоне Усть-Черемшанского прогиба Камско-Кинельской системы впадин (ККСВ).

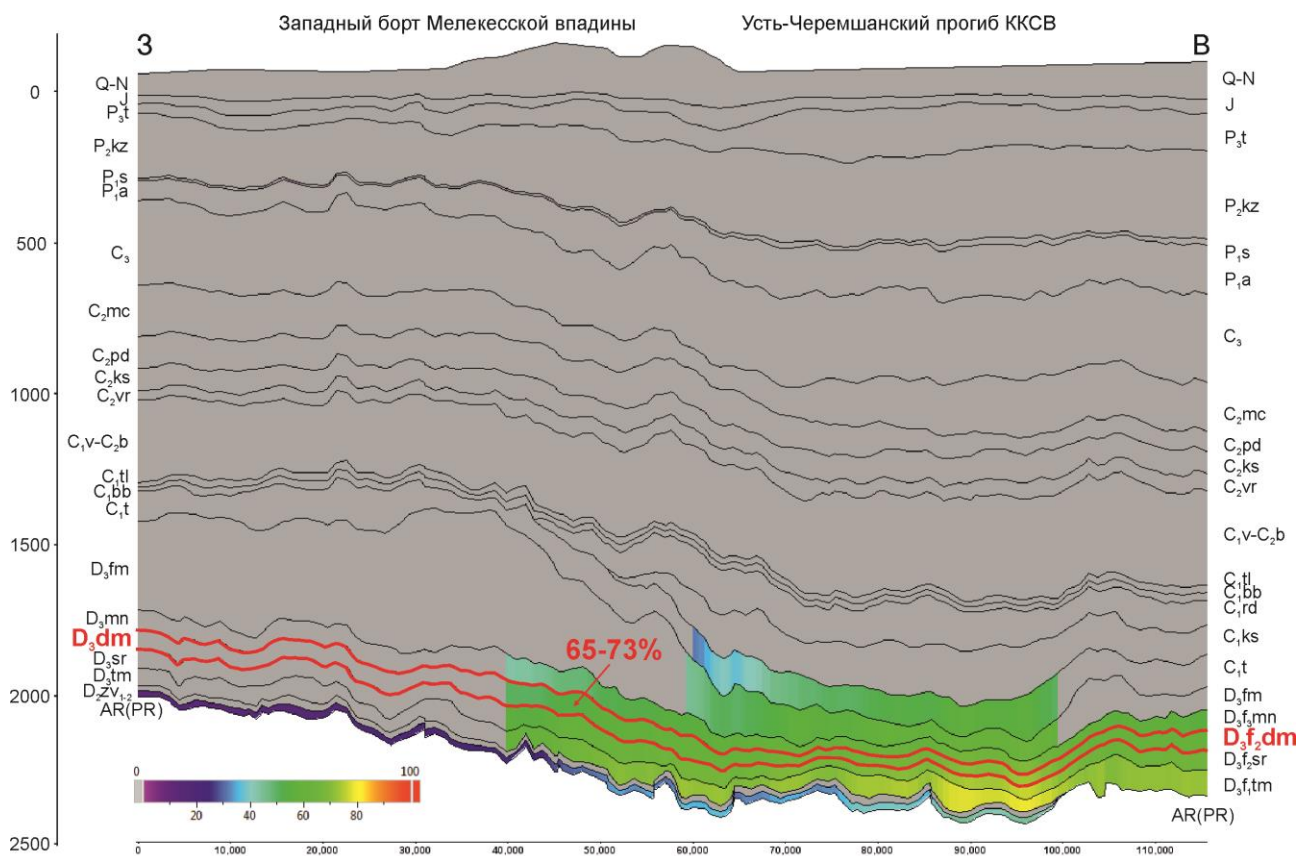


Рис. 7. Степень фактической реализации генерационного потенциала органического вещества (TR)

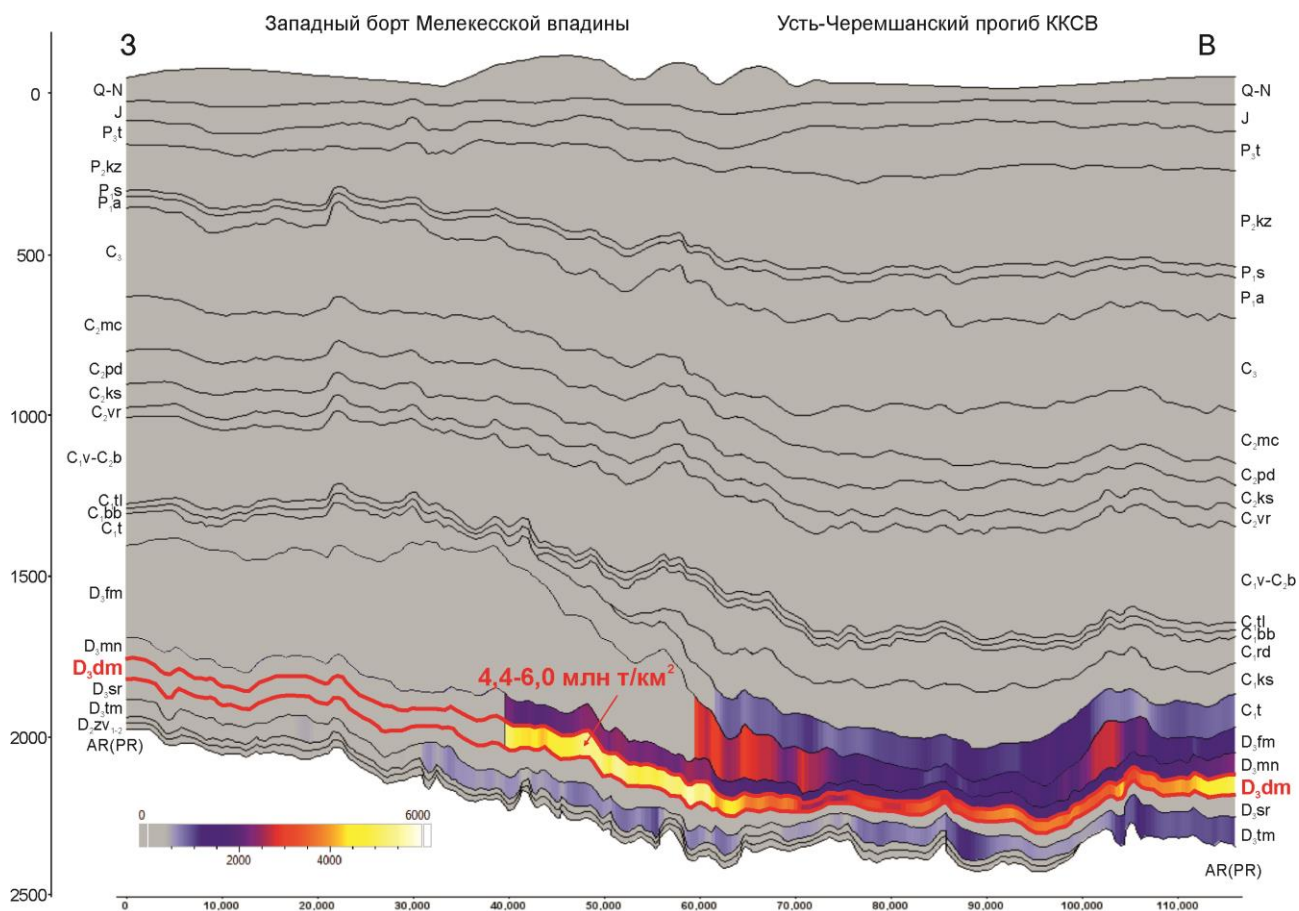


Рис. 8. Масштабы генерации углеводородов из нефтематеринских отложений

Таблица 2

Результаты геохимического моделирования нефтематеринских толщ Ульяновской области

Нефтематеринские горизонты	Отражательная способность витринита, %	Степень реализации генерационного потенциала РОВ (TR), %	Генерация УВ, кг/м ²	Эмиграция УВ, кг/м ²	Остаточные УВ, кг/м ²
C _{1t}	0,64-0,71	45-56	1200-1800	800-1200	400-600
D _{3fm}	0,69-0,74	53-64	2300-3500	2000-2900	300-600
D _{3mn}	0,71-0,76	57-68	1900-2600	1800-2300	100-300
D_{3dm}	0,72-0,80	63-74	4400-6000	4300-5700	100-300
D _{3sr}	0,75-0,82	68-76	600-1400	500-1100	100-300
D _{3tm}	0,80-0,84	70-80	100-300	-	100-300

Отложения потенциально нефтематеринских пород мендымского горизонта, фаменского и турнейского ярусов примерно в то же время вошли в зону нефтяного окна (МК₂) и являются перспективными, хотя объемы генерации УВ в них существенно ниже и составляют от 800 до 2900 кг/м² (см. табл. 2). Степень реализации УВ потенциала отложений мендымского горизонта в среднем составляет 62%, фаменского яруса – 58% и турнейского яруса – 50% (см. табл. 2, рис. 8).

На втором этапе работы была проведена оценка условий аккумуляции сгенерированных УВ.

Согласно результатам бассейнового моделирования, в пределах современной Мелекесской впадины эмиграция УВ из очагов генерации началась в конце пермской эпохи. На изучаемой территории наиболее ожидаемые направления миграции связаны с приподнятым западным бортом.

К татарскому времени перекрывающая нефтематеринские породы доманика турнейско-визейская толща испытывала катагенез стадии ПК₃ (рис. 9), на которой, согласно результатам исследований В.Г. Варнавского, Э.Г. Коблова и др. (1990 г.), глинистыми породами достигаются оптимальные экранирующие свойства. Вследствие чего глинистые пачки верхнедевонско-турнейского и визейского НГК (в особенности, регионально выдержанный тульский горизонт) приобрели надежные флюидоупорные свойства. В то же время невысокая степень катагенетической преобразованности обусловила сохранение пористости гранулярных песчаных коллекторов бобриковского горизонта и карбонатных коллекторов турнейского времени.

В результате, к началу эмиграции нефтяных флюидов существовали условия для их аккумуляции в ловушках верхнедевонско-турнейского и визейского НГК.

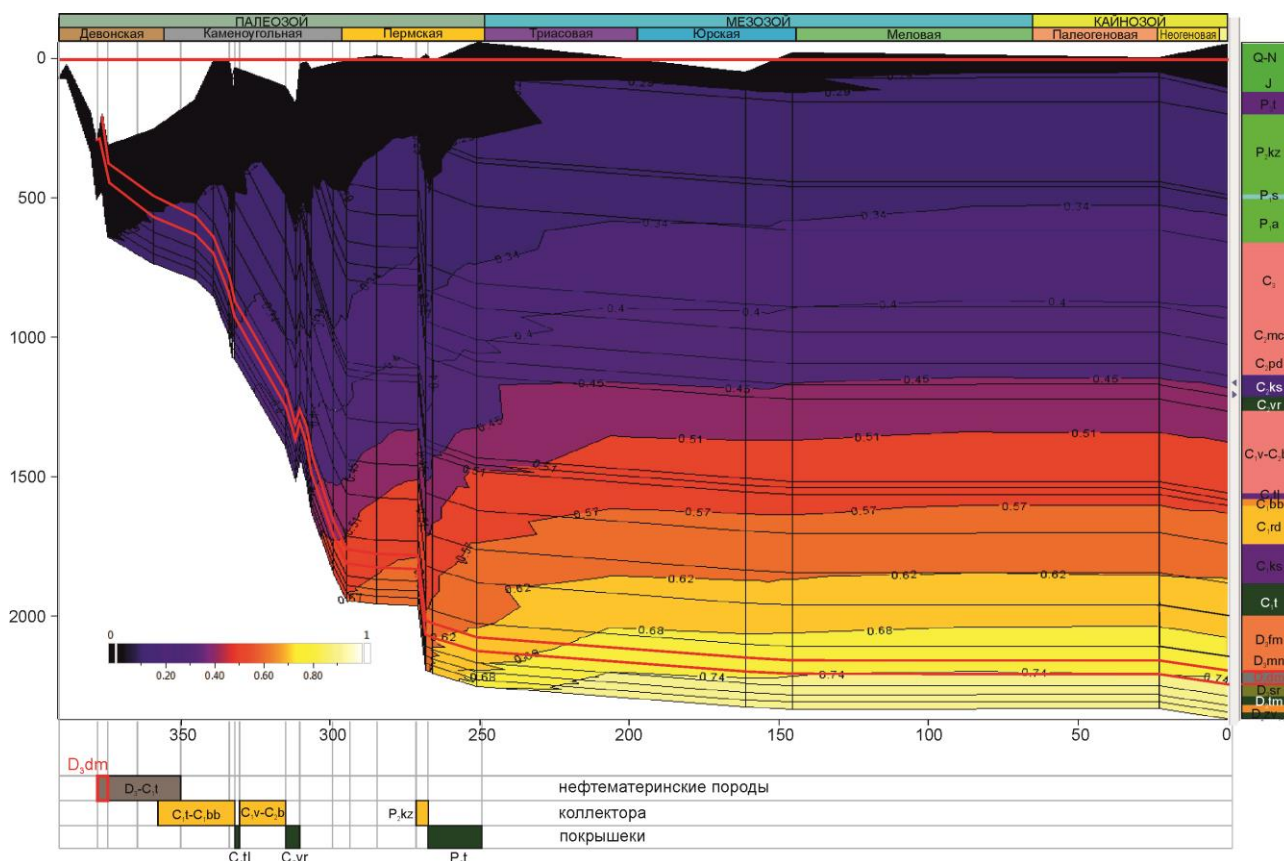


Рис. 9. 1D-моделирование характеристик отражательной способности витринита в районе скв. Мелекесская-1

Дальнейшее погружение обусловило повышение катагенетической преобразованности глинистых покрываек (рис. 10). По данным В.Г. Варнавского и др. (1990 г.), на стадиях катагенеза выше МК₁ флюидоупорные свойства глинистых пачек снижаются вследствие трещиноватости, которая усиливалась по причине тектонических перестроек перми. Появление трещин обусловило наряду с латеральной миграцией УВ возможность развития их вертикальных перетоков как внутри комплексов, так и между ними. Сингенетичные залежи верхнедевонско-турнейского интервала могли выполнять роль вторичного источника УВ для вышележащих комплексов (рис. 11).

Модель расчетной нефтенасыщенности (см. рис. 11), в целом, согласуется с изложенным представлением о миграции УВ, фактической структурой запасов нефти и пространственным расположением открытых залежей. Как видно из рисунка, основное направление миграции УВ связано с приподнятой зоной западного борта Усть-Черемшанского прогиба.

Формирование нефтяных залежей в башкирско-верейском интервале разреза определено наличием глинистой покрываеки, достигшей к концу перми преобразованности стадии катагенеза ПК₃. Однако тектоническая активность, которая связана с закрытием Уральского океана в пермское время, могла сыграть отрицательную роль в сохранении надежных экранирующих свойств этой толщи.

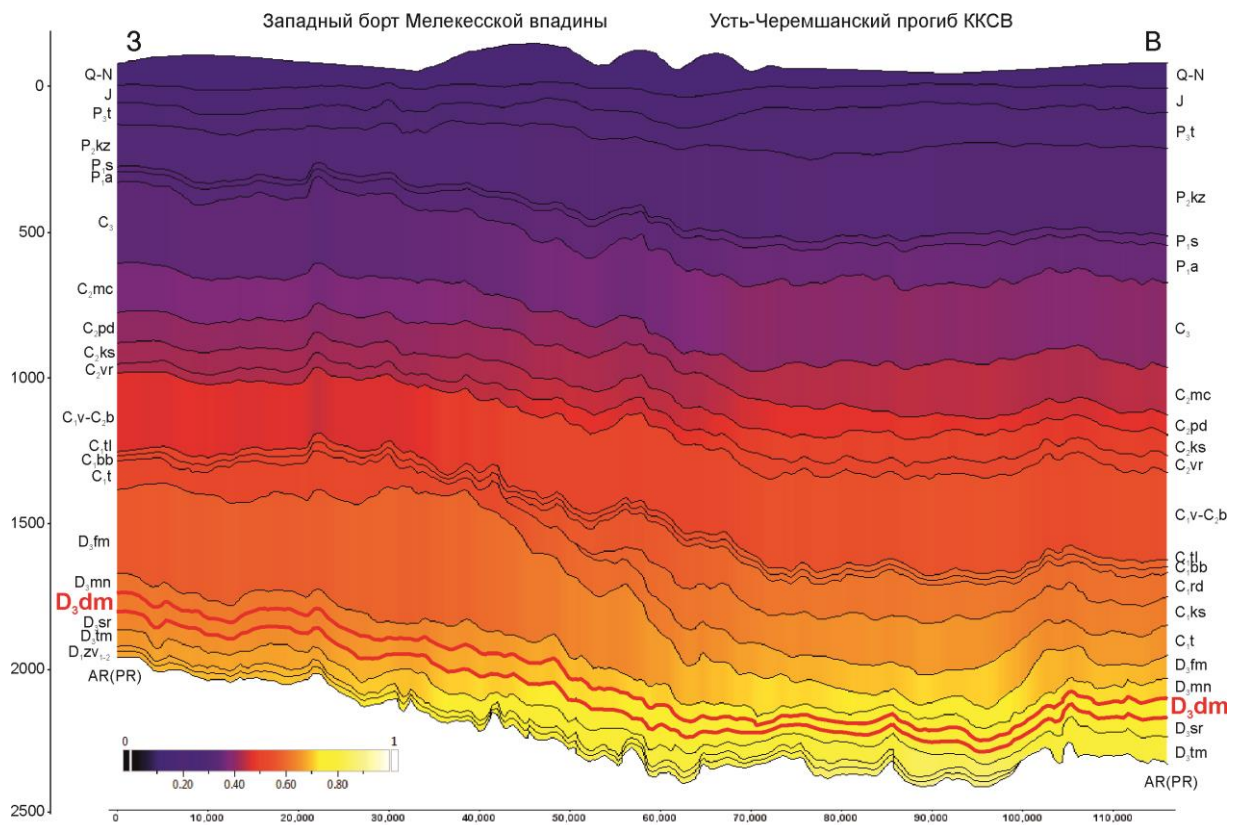


Рис. 10. Схема распределения характеристик отражательной способности витринита (R^0) осадочного чехла

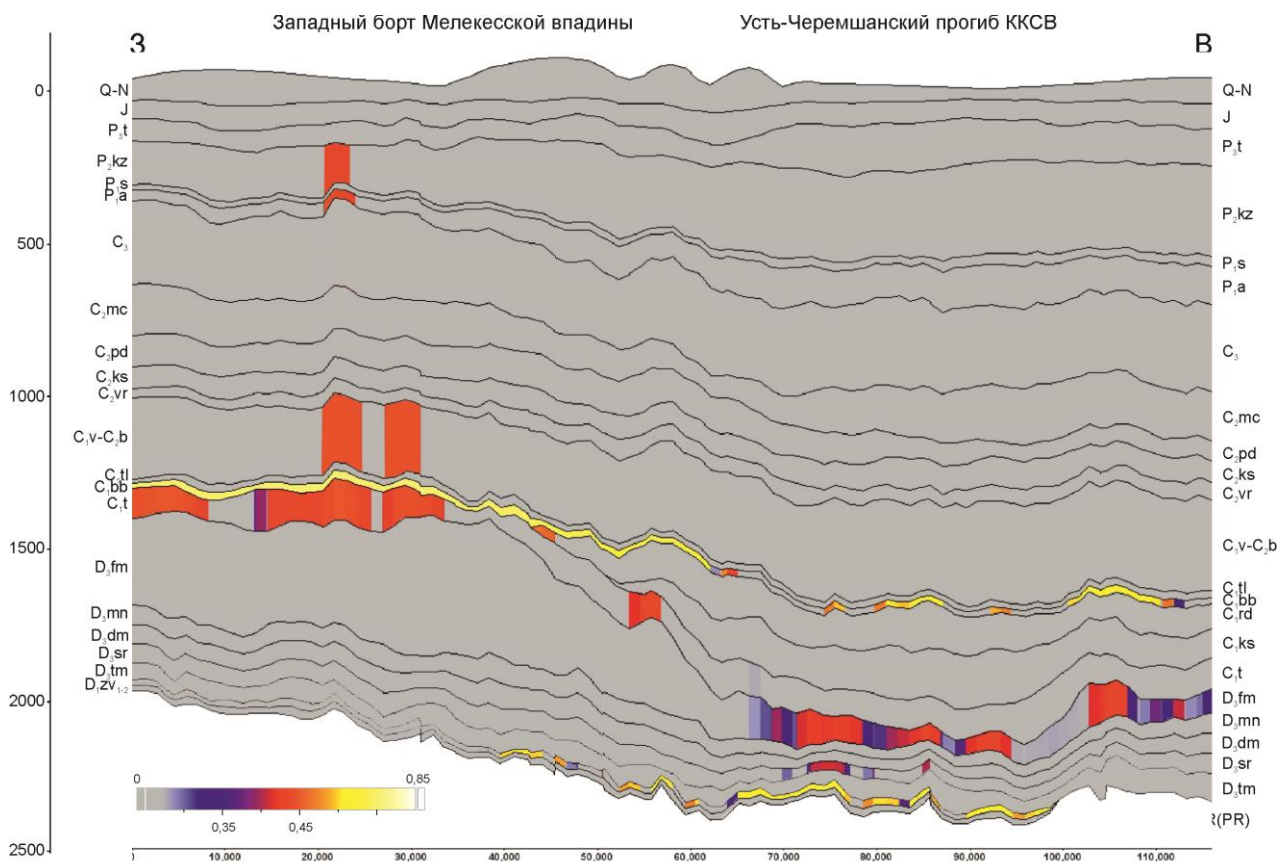


Рис. 11. Нефтенасыщенность пород осадочного чехла западного борта Мелекесской впадины

Заметная нефтенасыщенность пород ассельского горизонта объясняется условностями моделирования гипсового горизонта сакмарского яруса, который при расчетах расценивается как надежная покрывка. Однако литологические особенности сакмарских отложений, описанные выше, предполагают их высокую неоднородность и способность к трещиноватости. Сакмарская покрывка может рассматриваться, поэтому, как локальный флюидоупор для отдельных ловушек.

Видимо накопление УВ в отложениях казанского яруса, подтверждаемое многочисленными битумопроявлениями, было связано с переформированием девонско-карбонных залежей в периоды тектонической активности территории. Вертикальная миграция проходила на участках, где экранирующие свойства покрывок ухудшались.

Покрывкой в средне-верхнепермских резервуарах служат регрессивные татарские глины, сформированные преимущественно в литоральных условиях, что определило наличие в их составе монтмориллонита. По В.Г. Варнавскому и др. (1990 г.), присутствие монтмориллонита определяет надежность покрывки.

Ловушки в пермских отложениях связаны, главным образом, с антиклинальными структурами (см. рис. 11).

Целью заключительного этапа исследований стало выявление и оконтуривание наиболее перспективных зон, связанных с группировкой антиклинальных ловушек на валах. Для осуществления поставленной задачи построен комплект структурных карт (рис. 12) по основным горизонтам перми. Построения осуществлены на базе программного обеспечения Roxar IRAP RMS на основе пластпересечений по скважинам структурного бурения. Объемная (3D) визуализация морфологических особенностей кровли верхнеказанского подъяруса представлена на рис. 13.

На северо-западе изученной территории выделяется Зимницко-Новиковский вал первого порядка, который ориентирован в северо-восточном-юго-западном направлении с протяженностью около 120-130 км. Вал имеет асимметричное строение с более крутым наклоном слоев в юго-восточном направлении в сторону Усть-Черемшанского прогиба (рис. 14) и размещается вдоль Прикамского и Ульяновско-Мокшинского региональных разломов древнего (докембрийского) заложения. Последующие (более молодые) северо-западные разрывные дислокации между этими разломами морфологически выражены линейными гребенообразными прогибами по поверхностям кристаллического фундамента и осадочного чехла: Помрянским, Богдашкинским, Уренбашским и Синтимирским. В структурном плане верхнеказанских отложений между данными прогибами расположены валы второго порядка, погружающиеся в юго-восточном направлении: Головкинско-Матюшкинский, Войкинско-Озеркинский, Чердаклинско-Зимницкий, Красноярско-

Белорыбинский. На которых локальные поднятия расположены в виде цепочек (рис. 15) (В.И. Евстифеев, ПГО «Нижеволжскгеология», 1990 г.).

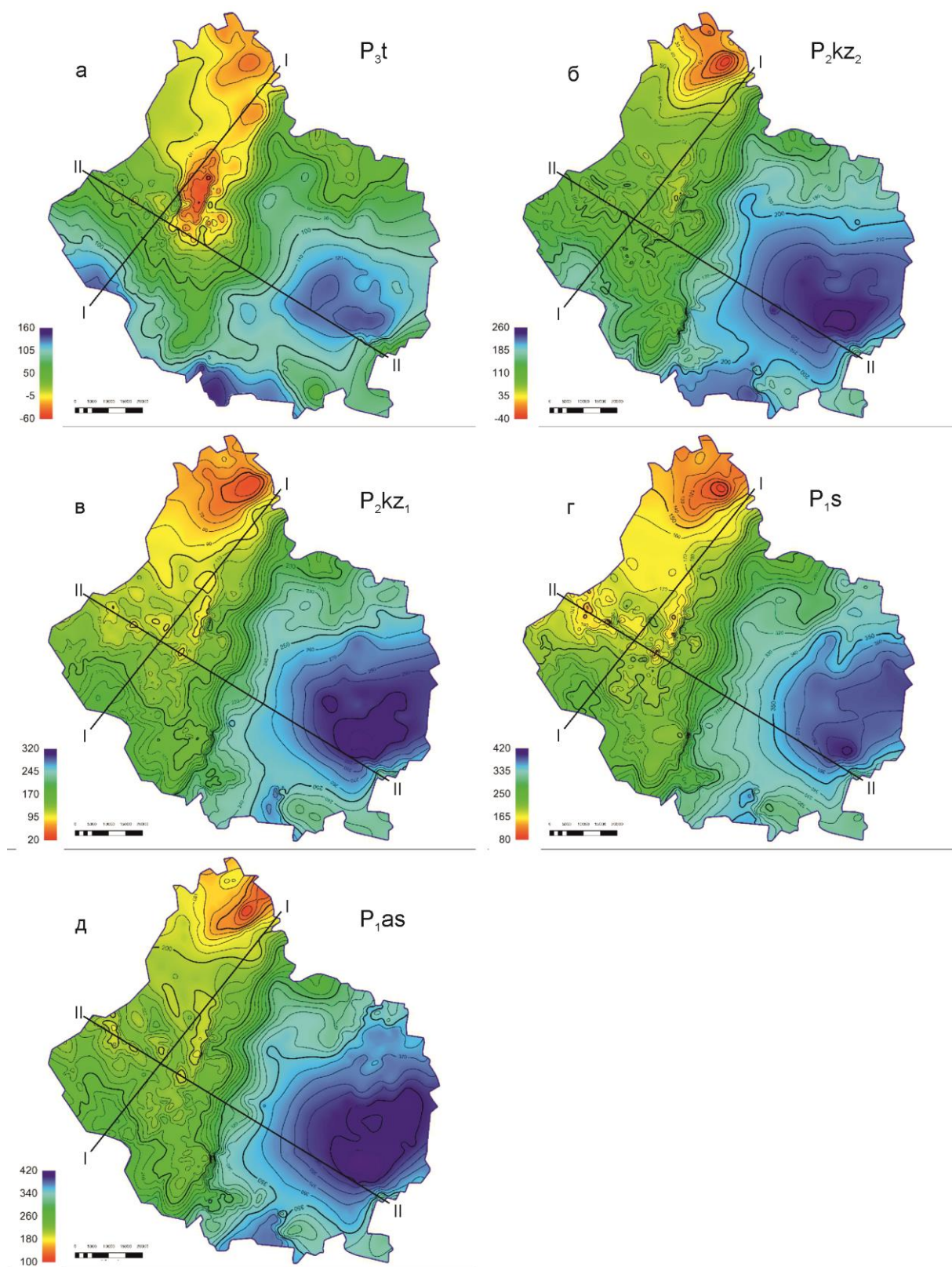


Рис. 12. Структурные карты по горизонтам, соответствующих кровлям основных ярусов пермской системы: а – татарского отдела; б – верхнеказанского и в – нижеказанского подъярусов; г – сакмарского и д – ассельского ярусов

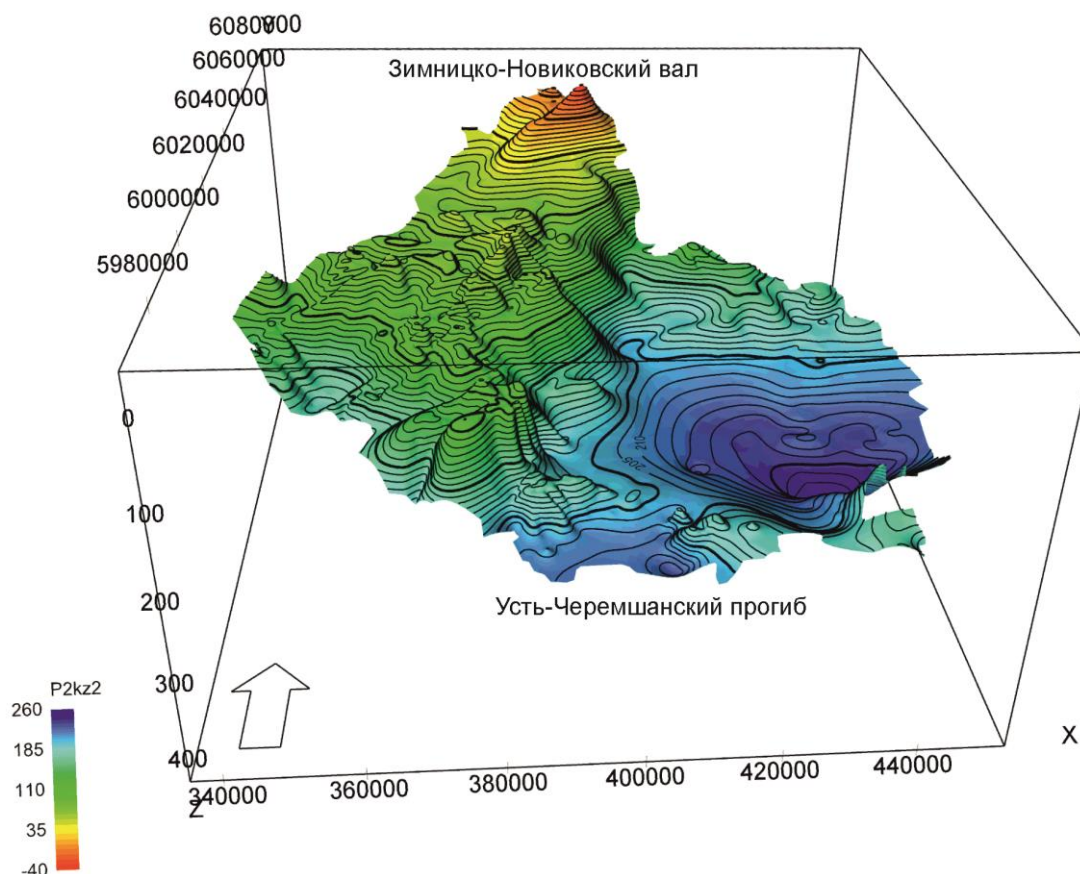


Рис. 13. Объемный вид структурной поверхности кровли казанского яруса пермской системы

Головкинско-Матюшкинский вал объединяет Головкинское, Еремкинское поднятия и Матюшкинскую группу поднятий; Войкинско-Озеркинский вал – Ивановское, Войкинское и Озеркинское поднятия; Чердаклинско-Зимницкий вал – Чердаклинское, Поповкинское, Калмаюрское, Камышинское, Южно-Озеркинское, Ключевое, Зимницкое и Кондаковское поднятия; Красноярско-Белорыбинский вал – Алексеевское, Заволжское, Красноярское, Белорыбинское и Березовское поднятия.

Анализируя полученные результаты структурного моделирования, можно рассматривать Зимницко-Новиковский вал, являющийся областью концентрации структурных поднятий, как зону, перспективную на выявление скоплений УВ (см. рис. 15). Унаследованность подтверждается всеми отстроеными структурными поверхностями пермской системы.

Площади наиболее крупных поднятий составляют 5-15 км², а их амплитуды – 4-15 м.

В керне структурных скважин, выделенной перспективной зоны, отмечены битумопроявления: в верхнеказанском и ограниченно в нижнеказанском подъярусах. Битумы являются продуктами измененных окислительными процессами нефтей.

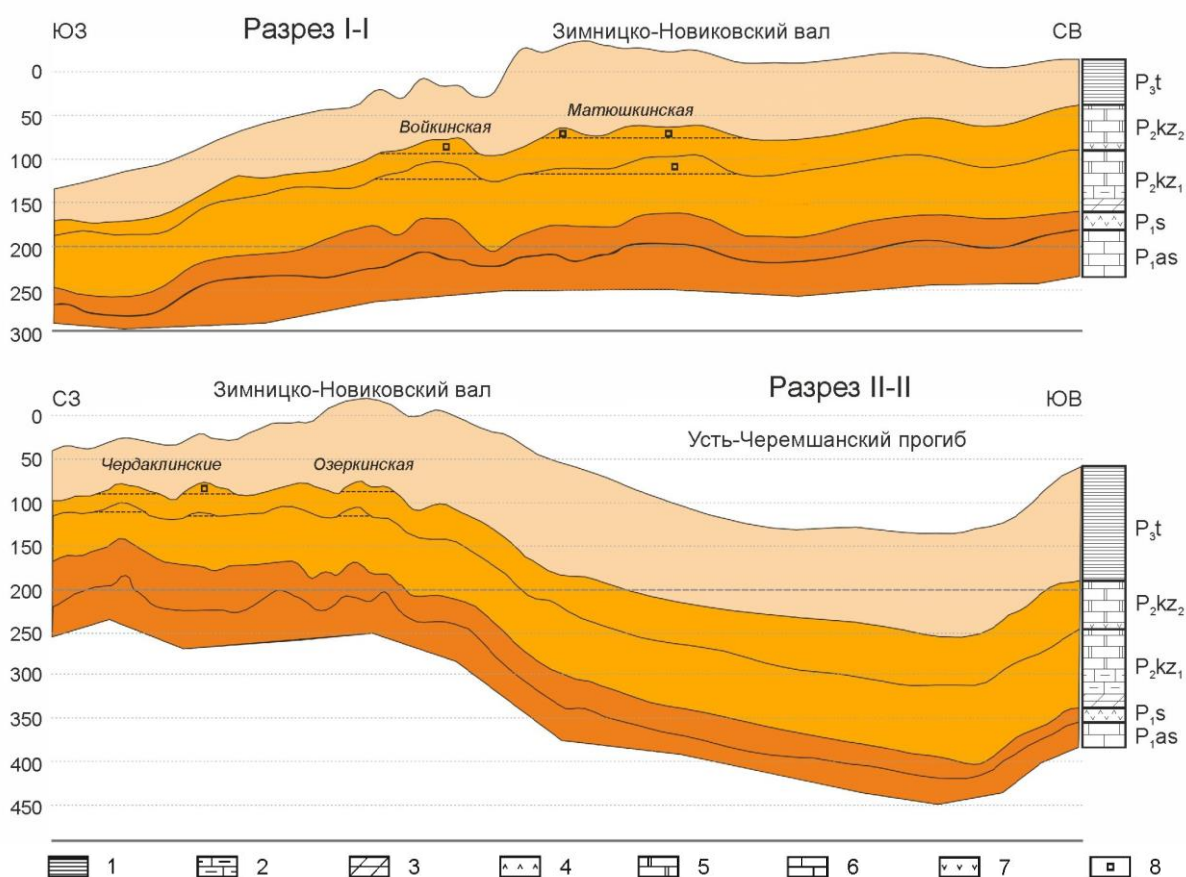


Рис. 14. Геологические разрезы по линиям I-I и II-II

1 – глины, 2 – глинистый известняк, 3 – мергель, 4 – ангидрид, 5 – доломит, 6 – известняк, 7 – гипс, 8 – битумопроявления. Расположение линий I-I и II-II см. на рис. 2.

По данным В.И. Евстифеева (1990), нефтепроявления верхнепермских отложений, в основном, представлены битумами, состав которых характеризуется преобладанием смол и асфальтенов, который является типичным для окисленных нефтей, потерявших углеводородные фракции. В породах они представляют собой массу твердой консистенции битума, окрашенного в буровато-темно-коричневый цвет. Это подтверждается тем фактом, что наименее преобразованные пермские нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции приурочены к районам с относительно хорошей гидрогеологической закрытостью, обусловленной наличием мощной гипсово-ангидритовой и соленосной толщи кунгурского яруса (В.И. Евстифеев, ПГО «Нижевожскгеология», 1990 г.).

Для оценки ресурсного потенциала казанских отложений принята аналогия с восточным бортом Мелекесской впадины, где, как уже отмечено, выявлены месторождения тяжелых высоковязких нефтей. Вычисленные по наиболее крупным 14 структурам локализованные ресурсы категории Д_л составили 40,4/5,4 млн. т (геологические/извлекаемые). Оценка проводилась по верхне- и нижнеказанскому подъярису. Возможно смещение количественной оценки ресурсов в сторону увеличения доли верхнеказанского подъяруса.

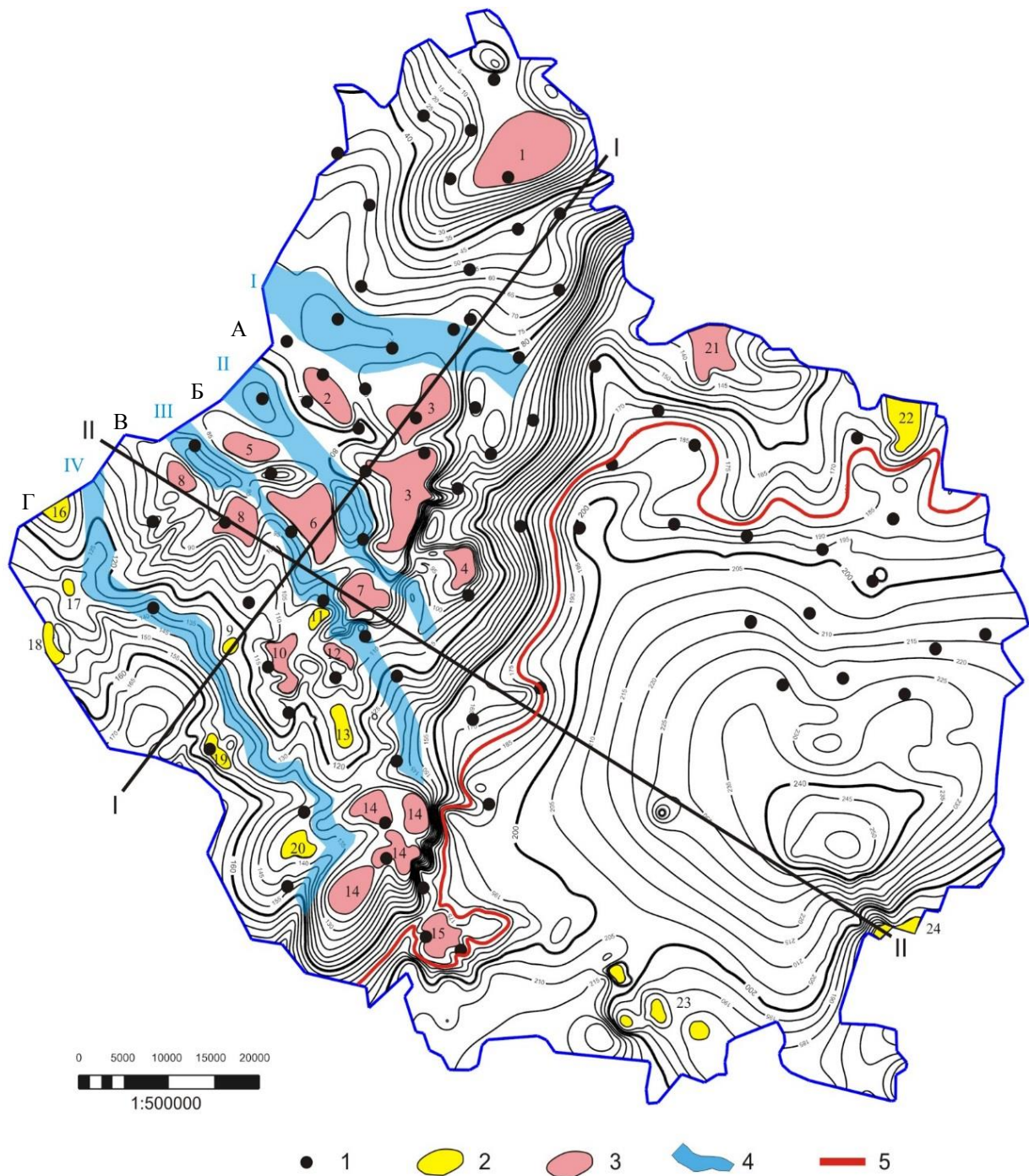


Рис. 15. Структурная карта по кровле верхнеказанского подъяруса

1 – битумопроявления, 2 – локальные поднятия, 3 – оцененные структуры, 4 – прогибы, 5 – граница зоны, перспективной на выявление нефтенакоплений в пермских (послекунгурских) отложениях. Локальные поднятия: 1 – Бугровское, 2 – Головкинское, 3 – Матюшкинская группа, 4 – Еремкинское, 5 – Ивановское, 6 – Войкинское, 7 – Озеркинское, 8 – Чердаклинское, 9 – Поповкинское, 10 – Калмаюрское, 11 – Камышинское, 12 – Южно-Озеркинское, 13 – Ключевое, 14 – Зимницкое, 15 – Кондаковское, 16 – Алексеевское, 17 – Заволжское, 18 – Красноярское, 19 – Белорыбинское, 20 – Березовское, 21 – Хмелевское, 22 – Сахчинское, 23 – Филипповская группа, 24 – Лабитовское. Прогибы: I – Помрянский, II – Богдашкинский, III – Уренбаишский, IV – Синтимирский; Вали: А – Головкинско-Матюшкинский, Б – Войкинско-Озеркинский, В – Чердаклинско-Зимницкий, Г – Красноярско-Белорыбинский.

В результате проведенных работ впервые обоснованы нефтепоисковые перспективы пермского комплекса Ульяновской области. Предложена модель формирования прогнозных поисковых объектов. Наиболее вероятны скопления природных битумов и, возможно, тяжелых высоковязких нефтей в антиклинальных ловушках в нижне- и, в большей степени, в верхнеказанском интервалах. Перспективной зоной развития таких скоплений является Зимницко-Новиковский вал. По 14 локальным объектам вала дана ресурсная оценка по категории D_л.

Литература

Хисамов Р.С., Войтович С.Е., Шаргородский И.Е., Сухов К.А., Либерман В.Б. Комплекс поисково-оценочных работ на сверхвязкие нефти пермской системы центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2012. - №1.

Шаргородский И.Е., Ахметшин А.З., Зинатова М.Ф. Тяжелые высоковязкие нефти пермской системы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Материалы Международной научно-практической конференции (г. Казань, 5-7 сентября 2012 г.). - 2012. - С. 119-121.

Borovikov I.S.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia,
ivanbs@yandex.ru

**PERMIAN COMPLEX AS A NEW PETROLEUM PROSPECT OBJECT
IN ULIYANOVSK AREA**

The oil-bearing potential analysis of the Melekess Depression sedimentary cover allowed us to determine the Permian clastic-carbonate oil and gas complex as a possible perspective in terms of hydrocarbon deposits discovery. The diverse geological methods, reflecting the sequence of the main stages of hydrocarbon accumulation process, were applied during forecasting the new search objects. As a result of research, 14 local structural traps prospecting for new accumulations of natural bitumen and possibly heavy high-viscosity oils were identified on the western side of the depression. Their resources of D₀ category were pre-evaluated.

Keywords: *Permian deposits, basin modeling, structural trap, natural bitumen, Melekess Depression, Volga-Ural oil and gas province.*

References

Khisamov R.S., Voytovich S.E., Shargorodskiy I.E., Sukhov K.A., Liberman V.B. *Kompleks poiskovo-otsenochnykh rabot na sverkhvyezkie nefi permskoy sistemy tsentral'noy chasti Volgo-Ural'skoy neftegazonosnoy provintsii* [The complex of survey and assessment work on the heavy oil of Permian center of the Volga-Ural oil and gas province]. *Geologiya nefi i gaza*, 2012, no. 1.

Shargorodskiy I.E., Akhmetshin A.Z., Zinatova M.F. *Tyazhelye vysokovyezkie nefi permskoy sistemy Volgo-Ural'skoy neftegazonosnoy provintsii* [Heavy highly viscous oils of Permian of the Volga-Ural oil and gas province]. *Proceedings of the International scientific-practical conference (Kazan, September 5-7, 2012)*, 2012, p. 119-121.

© Боровиков И.С., 2016